

炭素価格と電力価格

著者	木船 久雄
雑誌名	名古屋学院大学論集 社会科学篇
巻	43
号	2
ページ	31-42
発行年	2006-10-31
URL	http://doi.org/10.15012/00000822

炭素価格と電力価格

木 船 久 雄

目 次

1. はじめに
2. 排出量取引と CO₂ 価格
3. CO₂ 価格と電力価格
4. タナボタ利益と政策対応
5. インプリケーション
6. おわりに

1. はじめに

排出量取引であろうが環境税（炭素税）であろうが、具体的な温暖化対策の導入は、CO₂ 排出対策費を通じて産業組織や産業構造に変化をもたらす。その理由は、個々の財は内包する CO₂ 含有率にしたがって CO₂ 対策コストを付加し、財サービス間の相対価格を変化させる。それと同時に、同一産業内における企業間の競争条件を変えるからである。その影響は、電気事業も避けて通れない。なぜなら、温暖化対策は炭素フリーの電源をより多く抱える電力会社とそうでない電力会社との間に、価格競争力や企業のブランドイメージにおける差異を生じさせる効果を有しているからである。

電気事業においては、経済効率性の追求や料金水準の引き下げを目指して1990年代から規制緩和による競争政策が導入されてきた。温暖化対策はこれとは全く異なる目的—地球温暖化の抑制—から導入される施策である。しかしこの政策は、企業間競争や自由化・競争政策の上に意図せざる副産物をもたらそうとしている。

それを白日のもとに晒したのが2005年1月

から導入されたEUの排出量取引制度である。この制度によって、市場でCO₂に対する価格付けが行われ、それが公開にされるようになった。その結果、卸電力価格も名実ともに、CO₂ 対策コストを内包するようになってきた。

本稿では、この制度をとりあげながら、温暖化対策がもたらす電力価格と電気事業への影響を検討する。問題意識の発端は、個別具体的な温暖化対策の実施が、規制緩和後の電気事業体制をさらに大きく変容させる可能性がありそうだ、というものである。

なお、本稿の構成は次の通りである。まず、EU市場におけるCO₂価格の推移を確認し、次いでそれがもたらす電力価格への影響を分析する。さらに、CO₂価格が電力価格に組み込まれた際に生じる消費者と政策当局の反応について検討し、それを踏まえてわが国の電気事業への含意を整理する。

2. 排出量取引と CO₂ 価格

2.1 EU ETS

(1) EU ETS の概要

EUを舞台にした排出量取引制度(EU ETS¹⁾)は、2005年1月から始まった。これに先立つこと3年、英国においては2002年4月から世界に先駆けて国内排出量取引市場が開設されている(UK ETS²⁾)。

英国のETSが自主的参加を旨としたのに対し、EU ETSでは、特定設備保有事業所は強制的な参加義務を負った。具体的には、20MWth以上の燃焼設備(熱・電力)、石油精製装置、コークス炉、加工設備(金属・セメント・石灰・ガラス・セラミックス・紙パルプ)などを抱える事業所がその対象である。2005年5月にEUに加盟した10ヶ国についても、この枠組みに加わり、将来的には、日本やカナダの事業所がこの市場へ参加するのではないかと喧伝されている。

CO₂排出量が割り当てられる対象は設備ごとであるものの、具体的なキャップや配分方法はEU加盟の各国「国家配分計画(NAP: National Allocation Plan)」に委ねられている。また、排出量取引制度で取引される商品単位は「EUA」であり、この1単位はCO₂換算1トンである。

現在稼働しているEU ETSは第1フェーズであり、2005年～2007年の期間をカバーする。排出量の割当総量の95%は無償で配賦され、残

りの5%が新規事業者などを対象としてオークションで配分された。

現在、各国は2008年から始まる第2フェーズ(～2012年)に向けて、新たなNAPを策定中である。第2フェーズでは、割当量の90%が無償で配賦され、残りの10%が入札対象とされる予定である。また、京都メカニズムに組み込まれるプロジェクトベースのCDMやJIによるクレジットもその対象に加えられる見込みである。

さらに、割当量が遵守されない事業者に対しては、罰則がある。未達成量に対する罰金は、第1フェーズでは、1t-CO₂当たり40ユーロ、第2フェーズでは同100ユーロである。

(2) EU ETS の意義

EU ETSが画期的であったことは、EU大でCO₂価格が設定され、それが公開情報として広く公衆の目に晒したことである。CO₂排出権の売買は、EU ETS以前にも自主的OTC市場を中心に行われていたが、透明性・公開性という面では中途半端なものであった。

例えば、“Point Carbon”はネット上で取引会員を募り、排出権の民間取引所として先駆的な役割を担っている。しかし、価格情報は会員内に限られていたし、取引規模も極めて限定的であった。また、英国のETSについても、取引は民間ディーラーに委ねられていた。そのため、第三者が取引実態を知るタイミングは、年度が替わり、DEFRA³等の関係省庁や専門的な研究機関が報告書を公開した後でしかなかった。

ところが、EU ETSが公的に稼働を開始すると、取引市場はオランダのECXやドイツのEEX(電力取引所)などで展開され、日々のCO₂

1 EU ETS (EU Emission Trading Scheme) の導入背景や指令は、EU (2000)、EU (2003)、さらに木船 (2004) などを参照。また、排出量取引制度一般に関する解説は、GISPRI (仮訳) (1999) などを参照。

2 UK ETS については、DEFRA (2002)、などを参照。

3 DEFRA: Department for Environment Food and Rural Affairs: 環境・食糧・地域省。

図1 CO₂価格の推移

(注) CO₂価格は、EEXのCO₂ Index (European Carbon Index)。

(資料) EEX (European Energy Exchange) データより作成。

価格や取引情報が公開のものとなった。取引市場における価格の透明性と公開は、競争的な市場形成における不可欠要素である。EU ETSの設置によって、CO₂市場にもそれが実現されたと言ってよい。

2.2 CO₂の価格

(1) CO₂価格の推移

2005年1月の取引開始以来、CO₂価格は、年初の7ユーロ/EUA (1 t-CO₂) から年央の7月前後まで急上昇し、一時は30ユーロの値段をつけた(図1参照)。同年9月に行われたIEA(国際エネルギー機関)で行われた排出量取引市場をテーマとするワークショップでは、専らこの価格高騰が議論の焦点になった⁴。それというのも、CO₂価格の高騰が卸電力価格の上昇を引き起こし、欧州の大口電力ユーザー達が半ばパニック状態に陥っていたためである。

同年の夏場を過ぎると、CO₂価格は一旦値を

下げ、年末には20ユーロ/EUA前後に落ち着いた。しかし、2006年に入り4月まで再び高騰の局面となり、その後急落している。これは、CO₂の排出割当てを受けた事業者が、その割当量以下に排出量を抑制することができず、実績報告の期限となる4月末までに、排出量取引市場で不足分の手当てをしていた、と観測されていた。しかし、各国の集計結果から見れば、実績は割り当て以下であったと報告されている。いずれにしても、2006年4月を境に、CO₂価格は急落し、2006年央では15ユーロ/t-CO₂あたりにある。また、先物価格は20ユーロ前後である。

4 IEA, IETA, and EPRI (2005), Fifth Annual Workshop of Greenhouse Gas Emission Trading, IEA, Paris: 27-28 September 2005. 本論では、そのWS発表された資料の幾つかを参照している。WS提出資料は、IEAのホームページからダウンロード可能。<http://www.iea.org>.

1 t-CO₂あたり 20 ユーロという値段は、決して小さなものではない。日本円に換算すれば 2,800 円 (140 円/1 ユーロ換算) であり、炭素トンあたりに直せば 10,000 円を超える。これが、日本の平均的な電力単価に上積みされれば、kWhあたり 1.2 円 (CO₂排出係数を 0.421kg-CO₂/kWh で換算) の価格上昇である。この値は、石油火力で捉えれば、燃料である原油の 7 ドル/1 バレルの価格上昇に等しく⁵、為替レートの 15 円/ドルの円安に相当する⁶。

(2) CO₂ 価格の予測

一方、中期的将来の CO₂ 価格は、徐々に上昇してゆくと想定されている。各種の CO₂ 予測値をまとめた NERA の報告では、およそ次のような傾向が示される⁷。

2010 年前後の CO₂ 価格は、10～17 ユーロ/t-CO₂ といったところだが、それ以降は上昇トレンドである。2015 年になると、高い値で 30 ユーロ/t-CO₂、低いものでも 20 ユーロ/t-CO₂ である。将来シナリオは様々であるものの、いずれのケースも CO₂ の価格上昇はコンセンサスである。

個々の企業では、競争力確保のために早期に安価な CDM や JI といったクレジットの確保に余念がないだろう。しかし、CO₂ 排出量取引市場全体としては、CO₂ 対策費用が上昇し、また需給がタイト化して価格は上昇する。

このことは、他の条件が一定であれば、中期的に電力価格が上昇すると予測していることに他ならない。なぜなら、その対策費用は電力価

格に上乗せされるからである。

3. CO₂ 価格と電力価格

3.1 CO₂ 価格と電力価格との相関

競争的な卸電力市場において、CO₂ 価格は、電力価格にダイレクトに反映される。なぜなら、競争市場の電力価格を決めるのは、供給力の限界費用であり、その限界費用に新たに追加される費用が CO₂ 価格であるからだ。

2005 年の年初から年央までの EEX における電力取引価格は、上昇する CO₂ 価格を忠実に反映したものとなった。図 2 はこの両者の関係を示している。また、この間の両者の相関式は Profili (2005) により次のように推計された。

$$Y = 0.56X + 29.3 \quad R^2 = 0.95 \quad (1)$$

Y は 1 MWh あたりの電力価格、X は 1 t-CO₂ あたりの価格である。この式が持つ決定係数は 0.95 であるから、当該式はこの間の電力価格の動きを 95%ほど説明可能である。

また、変数 X の前に得られたパラメータの 0.56 も重要な意味を持つ。IEA の資料によれば、ドイツ電気事業の電力 CO₂ 排出係数は、約 0.6kg-CO₂/1kWh である。推計式 (1) によって得られた 0.56 は、ほぼこの係数を推計したものと読むことができる。つまり、1t-CO₂ あたりの価格が 1 ユーロ変化すれば、CO₂ 排出係数を通じて、卸電力価格は 1 MWh あたり 0.56 ユーロ変動する、ということを示している。こうした統計処理から、少なくとも EU ETS が開設された 2005 年の前半においては、CO₂ の値段は電力価格に直接影響していた、と判断できる。

ただし、2005 年の夏場を過ぎると、この相関は大きく崩れている。年央から年末に至る CO₂ 価格は約 20 ユーロ/t-CO₂ でほぼ横ばいに推移

5 計算は、為替レート 110 円/ドル、熱効率 39% を前提とする。

6 計算は、原油価格 50 ドル/バレル、熱効率 39% を前提とする。

7 Harrison, D. Jr. & D. Radov (2005), p. 11

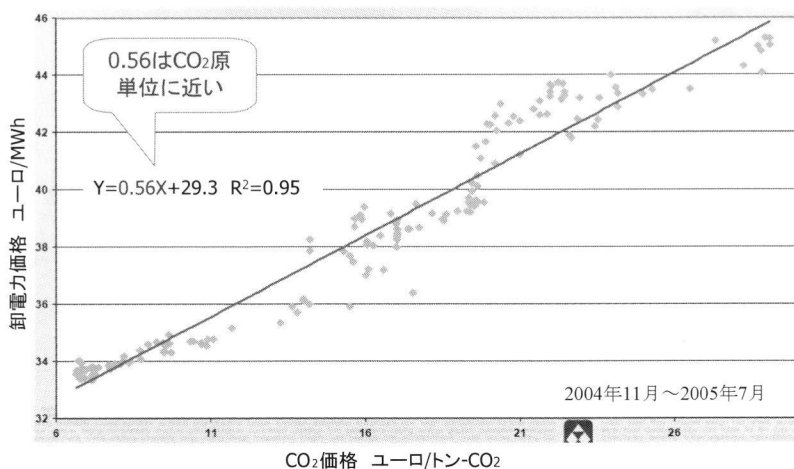


図2 CO₂価格と卸電力価格の相関

(出所) Profili, A. (2005), The European Emission Trading and the Aluminum sector, p15.

していたにも拘わらず、この時期の電力価格はさらに急上昇している。言うまでも無く、これは、卸電力価格を決めるのは単に CO₂ 価格だけではないということである。この時期の電力価格押し上げの要因は、高騰する天然ガス価格であった。

ここで重要なことは、目に見える形で CO₂ に値段が付くと、それが卸電力価格を形成する現実的な一つの要素になったこと、しかも限界費用を反映する卸電力市場（電力取引所）ではそれが忠実に行われたこと、である。

3.2 限界費用と発電事業者の利益

(1) 電力供給の限界費用

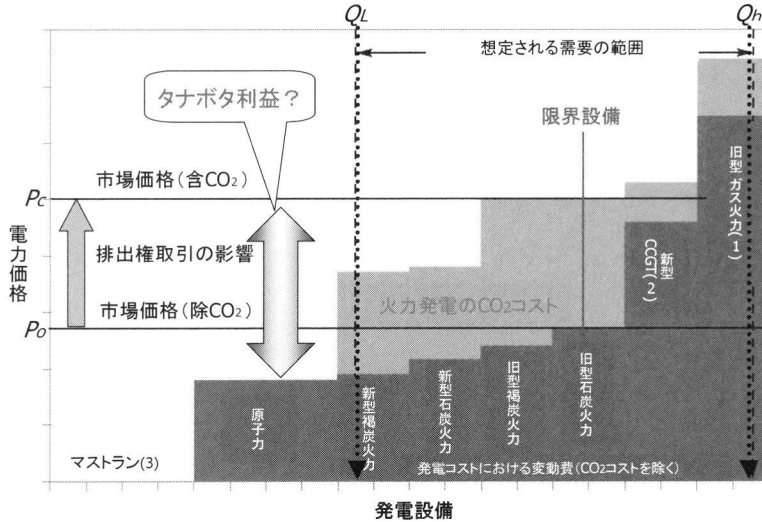
CO₂ に値段が着き、それが競争的市場によって忠実に電力価格形成に反映されればされるほど、技術革新や経営努力によるコスト削減要因が存在しない限り、競争的な卸電力市場の価格は上昇する。しかもその価格上昇の大きさは、電力会社の『環境報告書』で示される CO₂ 排出係数⁸に依存するのではなく、CO₂ の限界費用に依存する。そのため、競争市場での電力価格

は、従来に加えて新たな価格変動要因を抱えることになる。

この関係をドイツの卸電力市場から確認しておこう。図3は、需要曲線と供給曲線の交点で卸電力価格が決定される EEX 市場をモデル化したものである。

ここで、発電コストに CO₂ 対策コストが加わった場合の均衡価格を考えてみよう。CO₂ 排出係数は、石炭火力は大きく原子力はゼロ、というように電源毎に異なる。そのため、各電源の CO₂ 対策費用を含めた変動費は、CO₂ 価格を電源毎の CO₂ 排出係数で割り返して上乗せすることによって求めることができる。図3では、

8 『環境報告書』等で個別電力会社が示す CO₂ 排出係数は、当該会社が排出する CO₂ 量を販売電力量で除しているため、電力量「平均」排出量 (kg-CO₂/kWh) となる。しかし、排出量取引市場で決定される CO₂ 価格は、CO₂ の追加1単位あたりの価格であり、それが卸電力市場に反映される際には、CO₂ の限界費用が電力供給の追加限界費用となる。規模の経済が存在しない場合には、一般に限界費用は平均費用を上回るから、競争市場の電力価格は、変動圧力が加速される。

図3 卸電力価格の決定と CO₂ コスト

(注) (1) Open-cycle gas turbine, (2) Combined-cycle gas turbine, (3) Must run: run-of-river, wind, CHP

(出所) RWE (2005), Facts & Figures 2005 (Updated November, 2005), p. 83

CO₂ コストを含めた場合とそうでない場合とのメリットオーダーの順番が変わらないケースを示している。しかし、CO₂ 価格がさらに高いものになれば、新型 CCGT と旧型石炭火力(旧型褐炭火力を含む)の位置は左右逆転する。

CO₂ 価格を加味した場合の均衡価格は P_c で示され、そうでない場合の P_0 に比べて割高なものとなる。この価格上昇分が排出量取引の影響だということになる。

(2) 追加される利潤

CO₂ 価格は電力供給における追加的費用であり、それによって競争的な電力価格が決定されると、発電事業者の収益構造は変化する。原子力発電に端的にみられるように、炭素を排出しない電源は労無くして追加的な利潤(生産者余剰)を獲得することができる。そのため、CO₂ を排出しない発電設備をどれほど抱えているかが、発電事業者の収益力を測る重要な物差しになってくる。

こうした限界費用による価格付けによって、政治的問題と化してしまうのが図中に示す「タナボタ利益?」である。詳細は後述するが、何がしかの理由で限界費用が上昇すれば、それとは無縁な電源にもたらされる利益は拡大する。濡れ手に泡、である。原子力は CO₂ 排出量とは無縁であるのに、いや無縁であるからこそ、CO₂ に値段がついたとたん、追加利益がもたらされるのである。

3.3 平均費用と CO₂ 価格

(1) 相対契約と平均費用

電力取引所における卸電力価格が前述のような限界費用で形成されるとしても、特定の契約を供給者と交わしている需要家や家庭用の小売電力価格は、これとは異なるメカニズムで決まる。例えば、発電事業者と大口需要家や販売会社との間で長期の相対契約を結んでいる場合には、電力価格は、必ずしも上のような競争的限界費用を反映するわけではない。なぜなら、発

炭素価格と電力価格

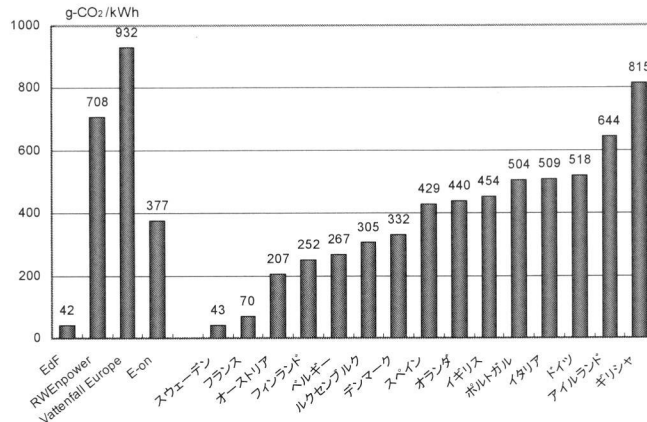


図4 欧州のCO₂排出係数

(出所) 各社 Annual Report (2004 年値), 各国 (2002 年値) (OECD/IEA)。

電会社が提供する電力価格は、CO₂排出量削減に関する費用（自ら行う CO₂排出削減費用＋排出量取引市場での排出権購入費用）の平均値を上乗せしたものに留める可能性があるからだ。

そのため、CO₂対策コストを含めた電力会社間の平均的なコスト競争力をみるためには、1kWhあたりの平均 CO₂排出量—いわゆる電力 CO₂排出係数—が有効である。欧州の主要電力会社の CO₂排出係数は、各社の『会社年報 (Annual Report)』から拾うことができる。それらに、欧州各国の電力 CO₂排出係数を併記して比較したものが図4である。

これを見ると、排出係数の最も小さな電力会社としてフランスのEdFがある(42g-CO₂/kWh)。EdFは、発電量の9割弱を原子力が賄っている。逆に、石炭火力が中心のドイツの電力会社(RWE, E-ON, Vattenfall-Europe)はこれに比べて旗色が悪い。一方、欧州各国の電力 CO₂排出係数は、水力・原子力に電源の中心を置くスウェーデンの43g-CO₂/kWhから石炭火力中心のギリシャ815g(同)まで、大きな開きがある。先述のように CO₂が価格付けされ、それが電力価格に反映されて、しかも欧州

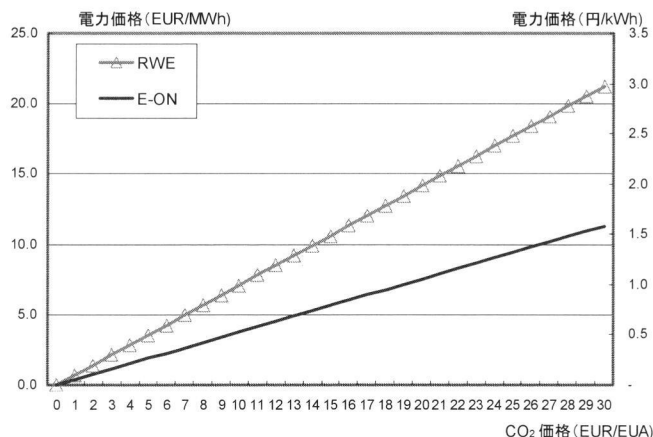
大で自由競争をさせれば、ギリシャやドイツはグラフ上の左側に位置する国からの電力購入を余儀なくされる。

(2) CO₂排出係数と電力価格

CO₂排出係数を用いて、CO₂価格がどれほど個別会社ごとの電力価格(平均)を変化させるかを想定したものが図5である。

図5は、横軸が CO₂価格、縦軸がそれを反映させた電力単価への影響を示している。CO₂価格が10ユーロ/t-CO₂であれば、RWEではMWh当たり7ユーロ、E-Onでは同4ユーロのコスト上昇となる。また、2005年の夏場に記録した CO₂の最高値(30ユーロ/t-CO₂)の状況下では、E-OnとRWEの電力単価には、MWhあたり約10ユーロの格差が生じていたことになる。

MWhあたり10ユーロの格差は、日本円に換算すれば、kWhあたり1.5円である(同図の右縦軸目盛り参照)。大口需要家向けの電力小売価格が6円～7円/kWhとされている状況にあって、これほどのコスト格差をもたらす要因が登場してきたことは、供給側はもちろん、

図5 CO₂価格の電力価格への影響

(注1) RWEのCO₂排出係数は708g-CO₂/kWh、E.ONのそれは377g-CO₂/kWh。

(注2) 日本円への換算は、140円/ユーロ。

需要家にとっても看過できることではない。

4. タナボタ利益と政策対応

4.1 タナボタ利益への反応

(1) 消費者の反応

こうして、CO₂価格が市場で決まり、それが電力価格に反映されてくると、大口需要家をはじめとする消費者の反応は冷静ではない。彼らは、この事態を次のように捉えて批難する。CO₂排出権は発電事業者に無料で配賦されたにも拘わらず、電力価格は上昇した。しかも、CO₂とは無関係のはずの原子力発電事業者までもが何の努力も無しに、利潤を拡大させている。こうしたタナボタ利益(windfall profit)に対しては、課税するか、不当な利潤をリサイクルさせて、電力価格引き下げ原資に回すべきだ。あるいは、直接的に政府が電力価格に何がしかの規制措置を講ずるべきだ、と。

経済学の初歩を学んだ経験を持つ者であれば、この批判が的を射ていないことは明らかであろう。競争的市場においては、価格は需要と

供給で決まり、供給曲線は限界費用を表現したものである。火力発電にCO₂対策コストが加算されることによって電力供給の限界費用が上方にシフトし、価格は上昇した。これによってもたらされた原子力発電事業者への追加的利潤は、見方によっては「タナボタ」には違いないが、生産者余剰といわれる正当な利潤である。そもそも競争的市場とはそういうものである。

しかし、現実にはこのタナボタ利益に対して批判が出され、政治問題化しつつある。

(2) 大口電力ユーザー

CO₂排出権価格が上昇し、それに伴い電力価格が上昇すると、電力多消費型産業を中心に政府にその対応を迫る事態になったことは前述の通りである。それと並行しながら、電力多消費型産業は、自らの企業存亡をかけて工場の立地にまで思いを馳せる。

ドイツの例では、国内の電力料金が低いことを理由に⁹⁾、アルミ企業が自らの工場を他国に移そうという話が2005年10月頃から出てきた。政策当局としては、国内産業の空洞化や雇

炭素価格と電力価格

表 1 各国のタナボタ対策規制

国/団体	介入のタイプ	内 容	備 考
電力多消費産業同盟： Alliance of Power-Intensive Industries	卸価格規制	CO ₂ の機会費用は入札価格から除外すべき	政策案を提出済み
アイルランド	卸価格規制	支配的発電会社への収入規制	実施
アイルランド	収入リサイクル	発電会社への追加的に課金を行い、送電料金に助成	当面、緩やかに実施
スペイン（他）	小売価格規制	電気料金上昇率を2%以下に制限	実施
スペイン	割当量/転売量の削減	CTCの支払い、あるいは割当量の減少	最新版白書で提案
ドイツ	産業用特別料金制度	機会費用を価格に盛り込んだかを競争委員会が調査中	アクション無し
フランス	産業用特別料金制度	政府主導の長期電力割引契約	発表、未実施
スウェーデン・ フィンランド等	潜在的な 「タナボタ利益」課税	現在検討中の潜在的な政策	検討中

（出所）Harrison, D. Jr. & D. Radov（2005）, p. 16

用環境の悪化を避けたいがために、電力価格の上昇圧力を弱める施策を検討せざるを得なくなっている。

また、欧州諸国の大口電力ユーザーである産業需要家は各社で「環境レポート」を作成し、自社がいかに環境に配慮しているかを消費者に向けてアピールしている。そこでは、自社工場はゼロ・エミッションだの、年間のCO₂排出量がどの程度であったかなどを公開している。その際、彼らにとって、購入する電力のCO₂排出係数の大きさは、電力供給会社を選択する一つ

の要素となっている。

4.2 政策対応

政府が採るべくタナボタ利益への対応策としては、次のようなものが提案され、その一部は既に実施されている（表1参照）。それらの概要は、次の通りである。

第1に、CO₂排出事業者に対する無料割当量の縮小である。CO₂排出割当量は、市場で価格が付き売買が可能であることから、実質的に価値を伴った資産である。そのため、これを無料で配賦された事業者は、労せずして流動資産を獲得したことになる。こうした不労所得を配賦するような事態を避けようとするれば、割当量の有料化、その方策として割当量の入札制度など

9 ドイツの電力料金が相対的に高い理由は、大きな税、化石燃料の高騰など、温暖化対策費用だけに由来するものではない。しかし、温暖化対策もその一つの要素である。

が提案される。入札によって得た政府収入は、CO₂対策費用や送電料等の補填に充てる、という方策が検討される。

第2には、タナボタ利益への課税である。どれ程の金額がタナボタ利益に相当するかを判断することは、その方法論も含めて難しい。しかし、これに対して課税し、その税収をCO₂対策や電力料金の割引に充当するとなれば、消費者の不満はもとより、事業者の反発も抑え易い。

第3には、電力価格への規制である。電力市場に競争政策が導入されて以降、卸電力価格の変動の大きさは、常に政策論議の的となってきた。これにCO₂価格が上積みされて、さらに価格の変動に拍車がかかる。こうした事態に直面するにつけ、安定した物価や経済運営を図ろうという政策当局にとっては、価格規制を（再）導入したいという誘惑にかられる。アイルランドやスペインは、既にそうした政策を導入している。

もちろん、こうした動きは規制緩和政策の文脈から外れるし、この動きが世界の新しい潮流になっているわけではない。しかし、少なくともこうした政策対応が現実存在しているという事実も見逃すべきではないだろう。

5. インプリケーション

上で検討してきたことを踏まえて、わが国の電気事業者や政策当局への含意は、次のようなものがある。

（1）変わる電気事業の競争条件

具体的に新たな温暖化対策が施行されるようになると、電力価格にCO₂対策コストが上積みされる。それは、名実ともに、価格を通じて電力供給における競争条件の相対的变化をもたら

す。具体的には、炭素フリーの電源をより多く抱える発電事業者が優位性を持つようになる、ということである。

そうした状況になれば、従来の電気事業体制の変革は不可避である。一般電気事業者においてはこれまでの協調体制を維持することは困難になり、企業間競争は先鋭化する。そして、一般電気事業者 vs PPS という対立構造だけでなく、一般電気事業者同士の対立構造も深まるであろう。さらに、一般電気事業者 vs 自家発電・コージェネ事業、といった関係も大きく変わるものと予想される。こうした事態に対して、電気事業者はもとより、消費者もその対応策を練っておかねばならない。

（2）電力価格の不安定化の加速

電力価格が競争市場（限界費用）で決まる環境下では、電力価格の不安定化はCO₂排出量取引制度の導入によって、さらに加速される。従来でも、限界費用で決める卸価格は大きく変動してきたが、CO₂対策費が加わりそれに拍車をかける。そうなった場合、価格決定権を競争市場に委ねるシステムが、本当に望ましいかどうかという問題は、再び政策論議の中で注目を集めることになるだろう。

筆者は、電力のような基礎資材の価格は、平均価格で決め、価格変動を小さく保つことが望ましいのではないかと考えている。そのほうが、社会的受容性も高いだろうし、安定した経済運営にも好ましい、からである。

この価格変動に対処するために、現実には、発電会社と需要家とが相対契約を結んだり、先物市場を利用したり、というリスク・ヘッジのツールが用いられる。そうだととしても、それが可能な経済主体ばかりではないし、大きな価格変動を政治や社会が本当に受容するのかどう

か、それが社会全体の厚生に資するのかどうか、といった点も疑わしい。

価格変動に対する社会的受容性が問題になるとき、電気事業に対する規制の変更や再規制といった局面もあるのかもしれない。EU内では、そんな動きが少しずつ顕在化しているといえよう。

(3) CDM・JI クレジットの早期手当て

将来のCO₂排出価格の上昇を所与とすれば、わが国は早期にそして安価にCDMやJIを手当てしておかねばならない。EU ETSでみた20ユーロ/t-CO₂は、日本円にして2,800円であるが、これを炭素トンあたりに直せば、10,267円である。これは、2005年末に環境省から提案された環境税の税率2,400円の4倍強にあたる金額である。

京都議定書の第1約束期間が満了を迎える時期には、昨年のようなt-CO₂価格が30ユーロという事態も想定される。帳尻合わせのための、多額の税金を投入するような事態は避けなくてはならない。そのためにも、早期に安価にCDM・JIへの手当てが必要となる。

(4) ESCO・ソリューション・新エネ・原子力

また、省エネルギービジネスはこれまで以上に、電気事業において重要な役目を担うことだろう。DSM、ESCO、ソリューションと呼称される事業は、今後、ますます経済性を高め、環境をマーケティング手段にする市場ニーズに応えるビジネスとなる。

さらに、炭素フリーの電源は有望な供給力となる。競争市場にさらされた原子力発電は、そのリスクばかりが強調されてきたが、温暖化対策の本格化に伴って、政策と社会ニーズに後押

しされて再びスポットライトを浴びる可能性も高い。しかも、それが現実となる日は、そう遠くない将来のように思う。原子力にとっては、フォローの風が吹こうという条件整備は整いつつあるのだから、あとは競争市場でのリスクをいかに軽減する方策を用意するかである。

6. おわりに

これまで述べてきたような状況変化をもたらしたのは、政府の温暖化対策である。政府が導入する具体的な温暖化施策は、電力会社間の競争を激化させる効果を持っている。それは、政策が持つ本来の目的から全くかけ離れた効果である。

しかし、これに似た事例はいくらでもある。例えば、米国で1970年代初頭に導入されたマスキー法は、公害対策を目的としていた。この法律への対応の違いが、その後の、そして現在の日米自動車産業の競争力に多大な影響を及ぼしている。

新たな規制にどう対処するかが、企業の未来を決めかねない。また、それが一国の産業構造の変化をも呼び起こしている。地球温暖化対策とは、まさしく、こうした大構造変革をもたらす引き金となるのであろう。今後も、変革の端緒を見落とすことなく、注意深く観察してゆきたい。

参考文献

- EU (2000), European Commission Green Paper on Greenhouse Gas Emissions Trading within the European Union, 8 March 2000.
- (2003), Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October, Official

- Journal of the European Union.
- GISPRI (1999, 仮訳)『排出量取引ハンドブック (Emissions Trading Education Initiative)』, GISPRI.
- DEFRA (2002), The implementation of the European Community Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme, DEFRA.
- Harrison, D. Jr. & D. Radov (2005), Carbon Markets, Electricity Prices and “Windfall Profits,” IEA-IEA-EPRI Emissions Trading Workshop, IEA.
- Profili, A.(2005), The European Emission Trading and the Aluminum sector, IEA.
- RWE (2005), Facts & Figures 2005 (Updated November, 2005), RWE.
- 木船久雄 (2004), 「欧州の温暖化対策—排出量取引を中心にして—」, 『名古屋学院大学論集 (社会科学篇)』, 名古屋学院大学, 第 41 巻第 2 号, pp. 49-73.